

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.86-91>

УДК 532.54:622.276

Обобщенный закон многофазной фильтрации и новые эффекты поверхностных явлений при двухфазных течениях в пористой среде

В.М. Максимов

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: vmaks@ipng.ru

Анализируется обобщенный закон многофазной фильтрации, явно учитывающий вязкостное взаимодействие между флюидами, капиллярные и гравитационные эффекты. Рассмотрен частный случай – двухфазное фильтрационное течение, как основа технологии заводнения нефтяных пластов. Приводится способ определения новых материальных функций – «перекрестных» фазовых проницаемостей, и их количественный вклад в показатели разработки месторождения. Выявлен новый эффект зависимости капиллярных сил от направления течения в анизотропных средах.

Ключевые слова: многофазная фильтрация, пористая среда, взаимодействие между флюидами, технология заводнения нефтяных пластов, фазовые проницаемости, «перекрестные» эффекты, капиллярное давление

Для цитирования: Максимов В.М. Обобщенный закон многофазной фильтрации и новые эффекты поверхностных явлений при двухфазных течениях в пористой среде. *Георесурсы*, 21(1), с. 86-91. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.86-91>

Введение

Проектирование разработки месторождений углеводородов опирается в значительной степени на теорию многофазной фильтрации. Последняя включает основные законы сохранения и постулат о справедливости закона Дарси для скорости w_i^α фильтрации каждой фазы в качестве уравнения движения (Басниев и др., 1993):

$$w_i^\alpha = -k_{ij} \frac{k_\alpha(s)}{\mu_\alpha} \nabla_j p_\alpha, \quad p_1 - p_2 = p_c(s), \quad (1)$$

где $\alpha=1,2$ (в двухфазном варианте); k_{ij} – тензор абсолютной проницаемости; p_α – давление в фазах; по латинским индексам производится суммирование.

В соотношения (1) заложены две основополагающие гипотезы: для данной породы и пары фильтрующихся флюидов капиллярное давление p_c и относительные фазовые проницаемости (ОФП) k_α являются универсальными, равновесными, стационарными, скалярными функциями локальной насыщенности s одной из фаз.

Исследования последних десятилетий показывают, что во многих случаях эти гипотезы не выполняются. Нередко необходим учет эффектов неравновесности и нестационарности при измерениях материальных функций. В анизотропных средах, каковыми и являются реальные коллекторы, ОФП и капиллярное давление зависят не только от насыщенности, но и от направления течения, и имеют тензорную природу. Большое значение имеет учет смачиваемости породы, которая меняется в процессе добычи нефти и газа. Индексом смачиваемости служит интеграл от капиллярного давления. Вместе с тем, в уравнения Раппопорта-Лисса входит производная от капиллярного давления, что позволяет контролировать лишь изменение градиента насыщенности, при слишком

больших значениях которого эти уравнения асимптотически переходят в модель Бакли-Левверетта.

Описание движения многофазных многокомпонентных сред, сопровождающегося взаимосвязанными физико-химическими, различными релаксионными и другими процессами, достигает достаточной полноты и логической стройности при использовании методов неравновесной термодинамики. Основные ее положения, на которых основано континуальное моделирование конкретных систем, связаны с именами И. Пригожина, С. де Грога, П. Гленсдорфа, П. Мазура, Н. Дьярмати, Р. Дэффея и других исследователей.

Формализм линейной неравновесной термодинамики успешно применялся и для исследования сложных фильтрационных течений (Николаевский, 1984; Нигматулин, 1987 и др.). В перечисленных и других известных работах при описании многофазных сред исходят из балансовых уравнений для каждой фазы (или компоненты). При этом приходится эвристически задавать законы межфазных и межкомпонентных взаимодействий.

Специфика подхода, представленного в настоящей работе, состоит в том, что отправляясь от законов сохранения для всего континуума в целом и применяя методы неравновесной термодинамики, можно вывести уравнения движения фаз и получить законы межфазного взаимодействия.

Для обобщения и развития теории многофазной фильтрации здесь рассмотрены некоторые результаты применения методов неравновесной термодинамики к процессам в гетерогенных средах.

2. Об обобщенном уравнении движения многофазных смесей в пористой среде

В работах (Максимов, 1994; Колесниченко, Максимов, 1999) с использованием методов термодинамики неравновесных процессов развита достаточно общая теория многофазного многокомпонентного химически активного

континуума, содержащая ряд термодинамических, физико-химических, тепловых и других эффектов. Здесь автор ограничивается анализом уравнений движения для многофазных течений несмешивающихся жидкостей, обобщающих закон Дарси. Для случая изотермических процессов в изотропном пласте эти уравнения имеют вид:

$$\vec{w}^{-\beta} = -k \sum_{\alpha=1}^{\phi} \frac{k^{\alpha\beta}}{\mu^{\alpha}} \left(\nabla p^{\alpha} - \rho^{\alpha} \vec{g} - m \frac{\rho^{\alpha}}{\rho} \sum_{\gamma=1}^{\phi-1} (p^{\gamma} - p^{\beta}) \cdot \nabla s^{\gamma} \right),$$

$$\beta = 1, 2, \dots, \phi - 1, \quad (2)$$

где индекс ϕ соответствует скелету пласта, $k^{\alpha\beta}$ – многофазные коэффициенты ОФП, w^{β} и ρ^{α} – скорость фильтрации и истинная плотность α -фазы, соответственно. Уравнения (2) служат для определения скоростей фильтрации фаз и выражают их зависимость от градиентов давления во всех фазах и гравитационных сил в фазе. Последнее слагаемое в правой части (2) – сила Рахматулина – связано с силовым воздействием системы на выделенную фазу из-за несоответствия давления в отдельных фазах (капиллярные эффекты, эффекты прочности, инерции фаз в их мелкомасштабном движении). В соотношениях (2) пренебрегается термодиффузионными отношениями и вкладом термофоретических сил, являющихся эффектом второго порядка малости.

Альтернативная уравнениям (2) форма представления уравнений движения в виде обобщенных соотношений Стефана-Максвелла для гетерогенной среды показана в работе (Колесниченко, Максимов, 1999), куда входит симметричная матрица бинарных коэффициентов сопротивления $R^{\alpha\beta}$.

Показано (Максимов др., 1994), что эти коэффициенты связаны с многофазными коэффициентами ОФП $k^{\alpha\beta}$ системой алгебраических уравнений:

$$k \sum_{\beta=1}^{\phi} \left(R^{\alpha\beta} + \sum_{\delta=1}^{\phi} \frac{\rho^{\beta}}{\rho^{\alpha}} R^{\alpha\delta} \right) \frac{k^{\alpha\beta}}{\mu^{\beta} s^{\alpha} s^{\beta}} = m^2 \left(\frac{\rho^{\alpha}}{\rho} - \delta_{\gamma\alpha} \right),$$

$$(\beta \neq \alpha), (\alpha, \gamma = 1, 2, \dots, \phi). \quad (3)$$

В частном случае двухфазного течения, описывающем процесс вытеснения нефти водой, задача определения материальных функций в уравнениях (2) и (3) упрощается. Матрицы коэффициентов сопротивлений $R^{\alpha\beta}$ и относительных фазовых проницаемостей $k^{\alpha\beta}$ задаются тремя функциями насыщенностей.

В этом случае соотношение (3) принимает вид ($\alpha = 3$ соответствует скелету породы):

$$\frac{k}{\mu_1} k^{11}(s) = (ms_1)^2 \frac{R_{12} + R_{23}}{\Delta}, \quad \frac{k}{\mu_2} k^{22}(s) = (ms_2)^2 \frac{R_{12} + R_{13}}{\Delta},$$

$$\frac{k}{\mu_1} k^{12} = \frac{k}{\mu_2} k^{21} = m^2 s_1 s_2 \frac{R_{12}}{\Delta}, \quad \Delta \equiv R_{12}(R_{13} + R_{23}) + R_{13}R_{23}, \quad (4)$$

где $R_{\alpha\beta}$ – бинарные коэффициенты трения, определяемые в стандартных экспериментах.

Представление уравнений движения в виде, разрешенном относительно действующих сил, имеет двойное преимущество.

Во-первых, определение бинарных коэффициентов $R^{\alpha\beta}$ сопротивления с помощью стандартных экспериментов по совместному движению двух фаз в пористой среде дает принципиальную возможность вычисления многофазных ОФП $k^{\alpha\beta}$ путем решения системы уравнений (3). Отметим, что методы прямого экспериментального определения

относительных фазовых проницаемостей отсутствуют даже для трехфазных систем.

Во-вторых, уравнения фильтрации в такой форме, будучи подставленными в уравнения неразрывности, приводят к уравнениям, не разрешенным относительно старшей производной. Это создает определенные трудности в решении задач при численной реализации.

3. Обобщенная модель двухфазной фильтрации

Для изотермического двухфазного течения возможен альтернативный (4) подход, основанный на серии известных экспериментов (Максимов, 1994).

В этом случае обобщенный закон (2) многофазной фильтрации представляется в виде:

$$\vec{w}_1 = -\lambda_{11}(\nabla p_1 - \rho_1 \vec{g}) - \lambda_{12}(\nabla p_2 - \rho_2 \vec{g}),$$

$$\vec{w}_2 = -\lambda_{21}(\nabla p_1 - \rho_1 \vec{g}) - \lambda_{22}(\nabla p_2 - \rho_2 \vec{g}),$$

$$\lambda_{\alpha\beta} = k \frac{k_{\alpha\beta}(s, \mu_0)}{\mu_{\beta}}, \quad \mu_0 = \mu_1/\mu_2, \quad \lambda_{12} = \lambda_{21}. \quad (5)$$

Здесь пренебрегается силой Рахматулина, учитывая капиллярные эффекты традиционной зависимостью капиллярного давления в форме Леверетта (Басниев и др., 1993).

Как видно из системы (5), коэффициенты $\lambda_{\alpha\beta}$ имеют смысл обобщенных подвижностей фаз. При этом недиагональные коэффициенты матрицы $\lambda_{\alpha\beta}$ ($\alpha \neq \beta$) обусловлены вязким взаимодействием между флюидами и капиллярными силами, а диагональные коэффициенты представляют собой вклад обеих фаз в суммарный поток, как если бы каждая из них двигалась независимо в поровом пространстве, видоизмененном присутствием другой фазы.

В работе (Максимов, 2015) показано, в каких случаях классический и обобщенный формализм двухфазной фильтрации эквивалентны друг другу.

Предполагая несжимаемость обеих фаз и скелета пласта, для одномерного вытеснения нефти водой в изотропном наклонном пласте после стандартных преобразований из системы (5) с учетом уравнения неразрывности выводится определяющее уравнение для насыщенности s смачивающей фазы, аналогичное по структуре уравнению Раппопорта-Лиса классической модели (Басниев и др., 1993):

$$\frac{\partial s}{\partial \tau} = -\frac{\partial}{\xi} B(s) \frac{\partial s}{\partial \xi} + A(s) \frac{\partial s}{\partial \xi}. \quad (6)$$

Здесь введены безразмерные переменные $\tau = wt/mL$, $\xi = x/L$ (w – постоянная суммарная скорость фильтрации фаз, L – характерная длина пласта).

Для обобщенной модели:

$$A(s) = -\left(\frac{\Delta_1}{\Delta_1 + \Delta_2} \right)' + \frac{\Delta \rho g \sin \alpha}{w} \left(\frac{\Delta}{\Delta_1 + \Delta_2} \right)',$$

$$\Delta \rho = \rho_1 - \rho_2,$$

$$B(s) = -\frac{1}{wL} \left(\frac{\Delta}{\Delta_1 + \Delta_2} \right) p'_k,$$

$$\Delta_{\alpha} = \lambda_{\alpha\alpha} + \lambda_{\alpha\beta}, \quad \alpha \neq \beta, \quad \Delta = \lambda_{11} \lambda_{22} - \lambda_{12}^2,$$

$$\lambda_{\alpha\beta} = k \frac{k_{\alpha\beta}(s, \mu_0)}{\mu_{\beta}}, \quad \mu_0 = \mu_1/\mu_2. \quad (7)$$

Для уравнения Раппопорта-Лиса:

$$B(s) = \frac{\lambda_2(s)f(s)}{wL} p'_k, f(s) = \frac{k_1(s)}{k_1(s) + \mu_0 k_2(s)},$$

$$A(s) = -(f' + \frac{[\lambda_2(s)f(s)]' \Delta \rho g \sin \alpha}{w}),$$

$$\lambda_\alpha = k \frac{k_\alpha(s)}{\mu_\alpha}, (\alpha = 1, 2). \tag{8}$$

В уравнениях (7)-(8) символ «'» означает дифференцирование по насыщенности (например, $p'_k \equiv dp_k / ds$, $f' = df(s) / ds$ и т.д.); λ_α и $f(s)$ – соответственно, подвижности фаз и функция Бакли-Лeverетта в классической теории (Басниев и др., 1993).

Сопоставление обобщенной и классической моделей приводит к выводу об идентичности соответствующих уравнений для двух независимых процессов: для противоточной капиллярно-гравитационной пропитки ($w = 0$) и однонаправленного вытеснения без учета капиллярных сил. Это приводит к следующим соотношениям:

$$\lambda_{12}^2 = (\lambda_1 - \lambda_{11})(\lambda_2 - \lambda_{22});$$

пропитка: $\lambda_1' = \Delta / \Delta_2, \lambda_2' = \Delta / \Delta_1;$

вытеснение: $\lambda_\alpha = \Delta_\alpha = \lambda_{\alpha\alpha} + \lambda_{\alpha\beta}; \alpha, \beta = 1, 2, \alpha \neq \beta. \tag{9}$

В формулах (9) символ «'» соответствует процессу пропитки. Из соотношений (9) находятся выражения коэффициентов матрицы $\lambda_{\alpha\beta}$ через стандартные подвижности λ_α' и λ_α для двух указанных процессов вытеснения в виде:

$$\lambda_{11} = \lambda_1' \frac{\lambda_1 + \lambda_2'}{\lambda_1' + \lambda_2'}, \lambda_{22} = \lambda_2' \frac{\lambda_1' + \lambda_2}{\lambda_1' + \lambda_2'}$$

$$\lambda_{12}^2 = \lambda_1' \lambda_2' \frac{(\lambda_1 - \lambda_1')(\lambda_2 - \lambda_2')}{(\lambda_1' + \lambda_2')^2}. \tag{10}$$

Для определения стандартных подвижностей λ_α' и λ_α достаточно проведения двух независимых экспериментов: по однонаправленному вытеснению и противоточной пропитке.

Известно большое количество лабораторных экспериментов по определению ОФП для процессов пропитки и дренирования в однопористых образцах. Рассмотрим один из таких экспериментов (Jerauld, Salter, 1990).

Опыты проводились на образце, представленном песчаником Вега. Характерные параметры системы «пористая среда – флюиды»: $m = 0.15, k = 0.03 \cdot 10^{-11} \text{ м}^2, \mu_1 = 0.95 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}, \rho_1 = 1071 \text{ кг/м}^3, \mu_2 = 9.5 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}, \rho_2 = 833 \text{ кг/м}^3$ (1 – вода, 2 – нефть).

В результате получены следующие зависимости для ОФП.

Для однонаправленного вытеснения:

$$k_1(s) = \begin{cases} 0, & 0 \leq s \leq 0,226, \\ 0,6082 \left(\frac{s-0,226}{1-0,226} \right)^{2,2275}, & 0,226 \leq s \leq 1. \end{cases}$$

$$k_2(s) = \begin{cases} 1,3612 \left(\frac{0,837-s}{0,837} \right)^{1,5169}, & 0 \leq s < 0,837, \\ 0, & 0,837 \leq s \leq 1. \end{cases} \tag{11}$$

Для противоточной пропитки:

$$k_1(s) = \begin{cases} 0, & 0 \leq s \leq 0,226, \\ 0,2508 \left(\frac{s-0,226}{1-0,226} \right)^2, & 0,226 \leq s \leq 1 \end{cases} \tag{12}$$

$$k_2(s) = \begin{cases} 1,2034 \left(\frac{0,729-s}{0,729} \right), & 0 \leq s < 0,729, \\ 0, & 0,729 \leq s \leq 1. \end{cases}$$

На основе формул (11) и (12) находятся подвижности, соответствующие процессам вытеснения $\lambda_\alpha(s) = k k_\alpha(s) / \mu_\alpha$ и пропитки $\lambda_\alpha'(s) = k k_\alpha'(s) / \mu_\alpha$ ($\alpha = 1, 2$), по которым по формулам (10) определяются диагональные $\lambda_{\alpha\alpha}$ и «перекрестный» λ_{12} коэффициенты матрицы обобщенных подвижностей.

Эти результаты и зависимости матрицы обобщенных подвижностей, определенные аналогично предыдущему, представлены на рис. 1, 2.

В работах (Максимов, 2015; 2016) дана количественная оценка вклада поверхностного взаимодействия флюидов на показатели вытеснения. При расчетах использовались численные значения параметров и коэффициентов обобщенной матрицы подвижностей, соответствующие эксперименту (Jerauld, Salter, 1990) (формулы (11)-(12)). При решении краевой задачи для уравнения Раппопорта-Лиса использовались функции ОФП и капиллярного давления, соответствующие циклу пропитки (увеличению

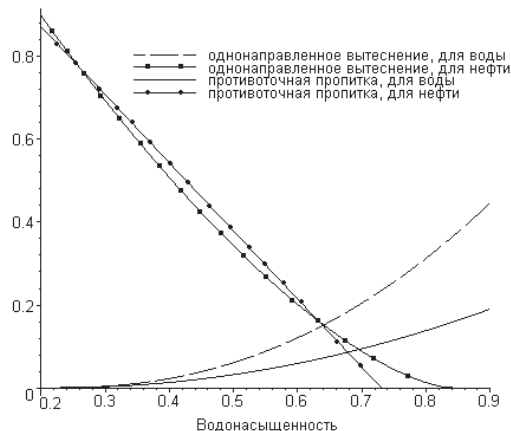


Рис. 1. Эксперимент 2: зависимость фазовых проницаемостей от насыщенности

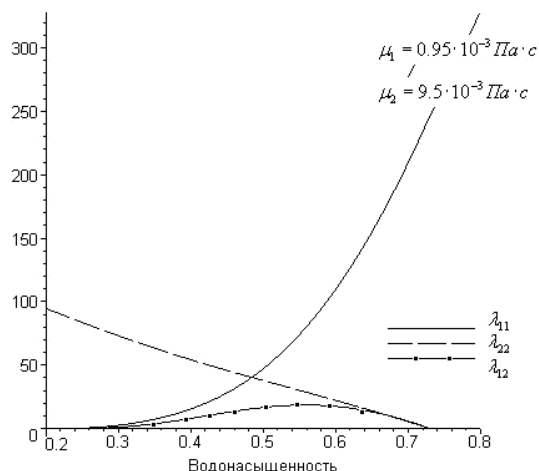


Рис. 2. Зависимость матрицы подвижностей от насыщенности (Па·с)⁻¹

насыщенности смачивающей фазы). При этом капиллярное давление, выраженное в единицах $\text{Па} \cdot 10^5$, принималось в виде (в соответствии с экспериментом):

$$P_k = -0.276s + 0.068/s + 0.051.$$

На рис. 3 и 4 показаны профили водонасыщенности на разные моменты времени для классической и обобщенной моделей, а также динамика коэффициента вытеснения η (Рис. 5). Последний определяется как отношение вытесненного водой объема нефти к общему объему пор, занятых нефтью до начала вытеснения. После прорыва воды через добывающую галерею на графиках показано безразмерное время прорыва воды τ и коэффициент безводной нефтеотдачи η .

Приведенные графики показывают, что в случае обобщенной модели процесс вытеснения протекает медленнее, и момент прорыва фронта воды происходит позже. Это объясняется учетом поверхностного межвязкостного

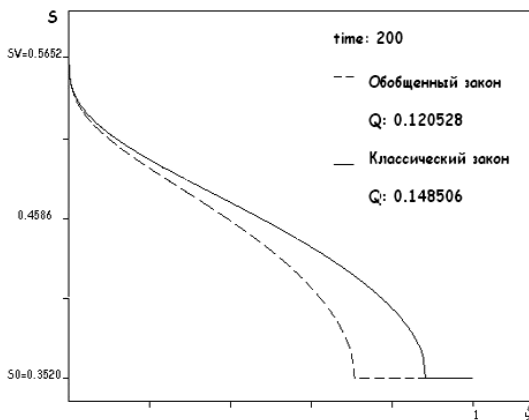


Рис. 3. Распределение насыщенности ($\tau = 200$)

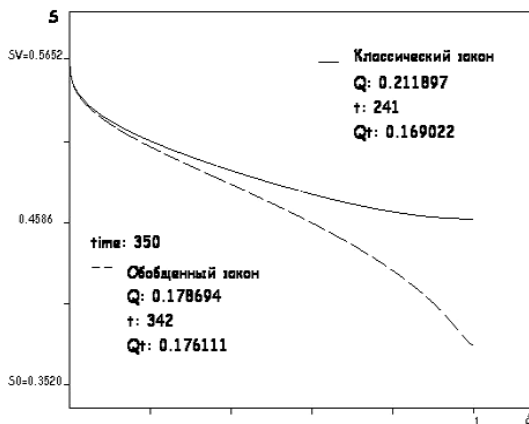


Рис. 4. Распределение насыщенности ($\tau = 350$)

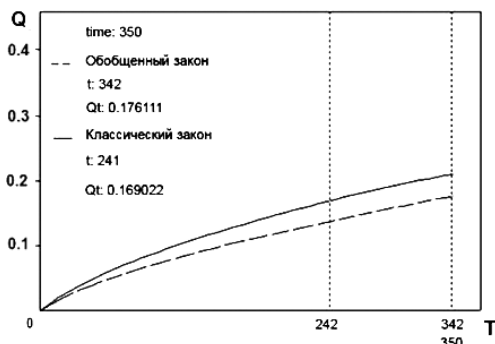


Рис. 5. Динамика коэффициента вытеснения после прорыва воды

взаимодействия между фазами в обобщенной модели. На границе раздела сред более вязкая жидкость «тормозит» менее вязкую и, в соответствии с этим, создает дополнительное сопротивление в продвижении последней (в сравнении с классической моделью). Вертикальные пунктирные линии соответствуют времени начала обводнения для каждой из моделей.

По расчетам для классической модели обводнение начинается раньше ($\tau = 241$), чем для обобщенной модели ($\tau = 342$). После прорыва воды характер вытеснения нефти остается различным. Но асимптотически, при больших временах и объемах закачки воды, количество вытесненной нефти, рассчитанное по обеим моделям, будет практически одинаковым (Максимов, 2016).

Таким образом, сравнение обобщенного закона фильтрации, учитывающего «перекрестные» фазовые проницаемости, с классической теорией показало различную картину изменения профилей насыщенности. Характер вытеснения в обобщенной модели более медленный, время начала обводнения происходит позже, и коэффициент вытеснения ниже.

4. О новом эффекте капиллярных сил на межфазной границе в анизотропных средах

В предыдущих разделах автор ограничивался случаем изотропии для выявления эффекта вязкостного взаимодействия между флюидами на межфазной границе. Капиллярное давление по-прежнему оставалось скалярной функцией насыщенности. Эксперименты, выполненные на анизотропном керне, показали, что это неверно.

Первоначально была проведена серия комплексных экспериментов (Дмитриев и др., 2014) на отобранном цилиндрическом керне цементированного слоистого песчаника высотой и диаметром по 100 мм, который был подготовлен для проведения исследований. В соответствии с методикой (Кузнецов и др., 2010) был определен тип анизотропии (ортотропная симметрия) и главные направления тензора абсолютной проницаемости. Далее из исходного керна были выпилены 4 образца меньших размеров, керны с диаметром 25 мм и длиной 30 мм. Три керна (образцы 1-3) выпилены вдоль главных направлений: образцы 2 и 3 – вдоль осей X и Y в плоскости напластования; образец 1 – в вертикальном направлении Z (Рис. 6). Четвертый образец – контрольный – по биссектрисе угла между экстремальными направлениями в плоскости напластования. Последний образец использовался для проверки предположения о том, что ось симметрии керна совпадает с главным направлением тензора абсолютной проницаемости, и что полученные в результате эксперимента значения действительно являются компонентами тензора. Далее на всех ориентированных образцах были определены пористость и главные значения абсолютной проницаемости при фильтрации гелия: $m = 18,6\%$; $k_1 = 668$ мД, $k_2 = 689$ мД, $k_3 = 579$ мД.

По полученным значениям k_2 и k_3 можно вычислить значение проницаемости в любом направлении $k(\vec{n}) = k_{ij}n_i n_j$, найти теоретическое значение $k_4 = 638$ мД и сравнить его с полученным экспериментальным значением $k_{43} = 644$ мД. Отличие составляет менее 2%.

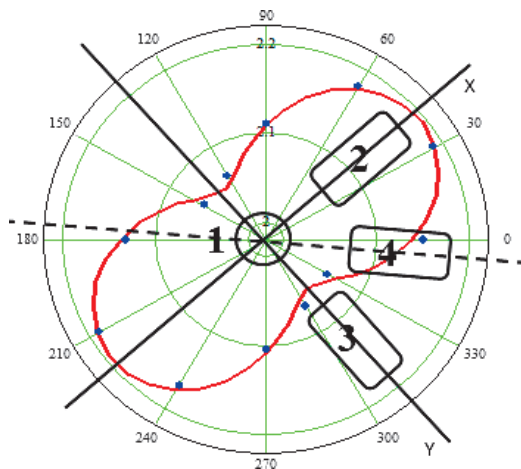


Рис. 6. Расположение вырезанных образцов керн

Последующие исследования ориентированных образцов керн на компьютерном томографе SkyScan 1172 привели к установлению тензорной природы функций плотности распределения пор по радиусам и введению тензора R_{ij} характерных линейных размеров (эффективных радиусов пор).

Далее была проведена дополнительная серия исследований, состоящая в определении остаточной водонасыщенности для тех же ориентированных образцов. Для пересчета лабораторных параметров была использована методика Хасслера-Брунера (Кузнецов и др., 2010), позволяющая с высокой степенью точности определить величину капиллярного давления на внешнем торце образца, оценить соответствующую ему насыщенность и построить зависимости капиллярного давления от насыщенности. Результаты исследований приведены на рис. 7 для образцов вдоль направлений X и Y в плоскости напластования и для контрольного образца 4, и на рис. 8 для образца Z вдоль вертикального направления. Результаты сравнения теоретических и экспериментальных значений капиллярного давления на контрольном образце позволяют предположить тензорную природу капиллярного давления в анизотропных средах.

Важным следствием этого исследования является эффект зависимости капиллярного давления от направления измерений. Отсюда следует, что капиллярное давление не является универсальной функцией насыщенности для анизотропного образца породы, но зависит от

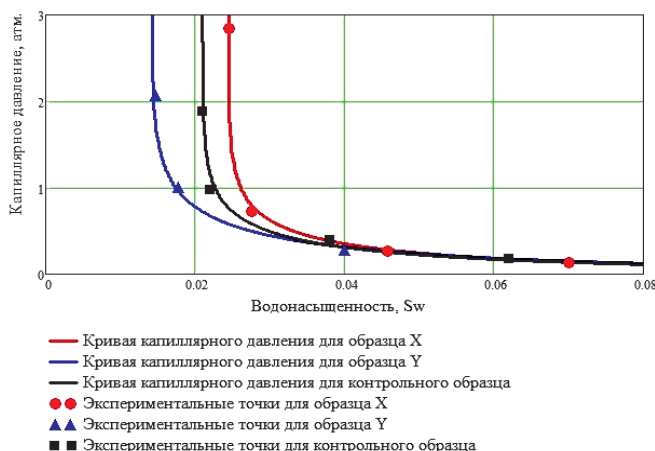


Рис. 7. Зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для направлений X, Y и контрольного образца

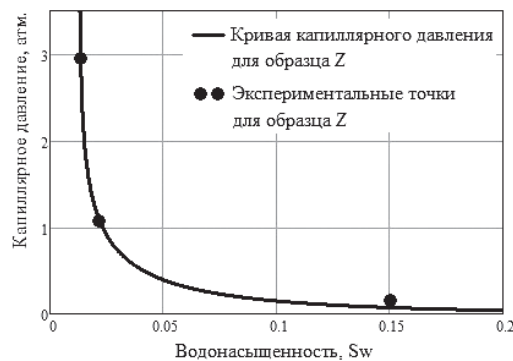


Рис. 8. Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для направления

направления течения, от направления воздействия на пласт. Подтверждение этого факта требует более глубокого экспериментального и теоретического исследования, выявления физических механизмов этого эффекта, особенностей физического и физико-химического взаимодействия системы «скелет пласта – флюид», характера смачиваемости пласта и других факторов. Необходима повторяемость экспериментов для различных образцов пород (терригенных, карбонатных) с разным масштабом неоднородности.

Строго говоря, следует говорить не о тензорной природе капиллярного давления, а о том, что тензором являются поверхностные напряжения капиллярных сил на межфазной границе p_{ij}^c связь которого с тензором r_{ij} обратным тензору характерных линейных размеров R_{ij} может быть представлена в виде:

$$p_{ij}^c(s, n_i n_j) = a_c J_{ijkl} r_{kl}, \tag{16}$$

где a_c определяется коэффициентом межфазного натяжения и углом смачивания; $n_i n_j$ – диада; J_{ijkl} – тензор 4-го ранга, симметричный по паре индексов и их перестановке; тензор r_{kl} находится экспериментально (Дмитриев и др., 2014).

Структура тензора J_{ijkl} в (16) требует дополнительных исследований для различного состава пород и свойств флюидов. При обработке данного эксперимента использовалась следующая аппроксимация этого тензора вдоль главных направлений тензора r_{kl} :

$$J_i^* = \left[a_i + \left(\frac{I_1(r)}{3r_i} - 1 \right) (s - s_i^*) \right] \left(\frac{1-s}{1-s^*} \right)^{\epsilon_i},$$

где $I_1(r)$ – первый инвариант тензора r_{ij} ; параметры a_i, ϵ_i определяются экспериментально, при этом $a_i = J_i^*(s_i^*)$.

Интеграл от функции распределения капиллярного давления является наиболее информативным индикатором смачиваемости, которая меняется в процессе фильтрации флюидов и движения межфазной границы. Поэтому зависимость капиллярного давления от направления течения имеет определенную физическую основу.

Заключение

С использованием методов неравновесной термодинамики получены и исследованы уравнения движения многофазной фильтрации (обобщенный закон Дарси) и законы межфазного взаимодействия. Показана возможность прямого определения коэффициентов «многофазных» относительных фазовых проницаемостей. Для двухфазной фильтрации исследован эффект вязкого поверхностного взаимодействия между флюидами, дан метод определения «перекрестных» фазовых проницаемостей

и их количественный вклад в показатели разработки месторождений.

На основе современных методов исследования анизотропного кернового материала установлен новый эффект зависимости капиллярного давления от направления измерений. Это означает, что капиллярное давление, также как и ОФП, не является универсальной скалярной функцией насыщенности. Физическое объяснение этого факта может быть связано с изменением смачиваемости породы при извлечении нефти и газа. Известно также возникновение «гетерогенной» смачиваемости, когда на одних участках залежи поверхность породы гидрофильна, а на других гидрофобна. А наиболее информативным интегральным показателем смачиваемости является интеграл от функции распределения капиллярного давления.

Благодарности

Статья подготовлена в рамках выполнения Программы Президиума РАН № 47 и госзадания по Программе фундаментальных и прикладных исследований РАН.

Автор благодарит Рецензента за тщательную экспертизу рукописи статьи и полезные замечания и выражает признательность Д.А. Христофоровой за постоянное внимание и помощь при подготовке и публикации статьи.

Литература

Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. (1993). Подземная гидромеханика. М: Недра, 414 с.
Дмитриев Н.М., Дмитриев М.Н., Максимов В.М., Кузьмичев

А.Н. (2014). Двухфазная фильтрация в ортотропной пористой среде: Эксперимент и теория. *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*, 6, с. 94-100. <https://doi.org/10.1134/S001546281406009X>

Колесниченко А.В., Максимов В.М. (1999). Термодинамика многофазной термически активной смеси. Законы фильтрации Дарси и диффузии. Препринты ИПМ им. М. В. Келдыша, 045, 32 с.

Кузнецов А.М., Баишев А.Б., Кузнецов В.В. (2010). Определение начальной водонасыщенности и капиллярной кривой методом центрифугирования. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 49-51.

Максимов В.М. (1994). Основы гидротермодинамики пластовых систем. М: Недра, 202 с.

Максимов В.М. (2015). Обобщенный закон многофазной фильтрации и «перекрестные» эффекты при вытеснении нефти водой. *Математическое моделирование РАН*, 27(11), с. 21-31.

Максимов В.М. (2016). Термодинамическое исследование многофазных течений в процессах разработки месторождений углеводородов. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 2(14). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-14.art2

Нигматулин Р.И. (1987). Динамика многофазных сред, часть 1. М: Наука, 462 с.

Николаевский В.Н. (1984). Механика пористых и трещиноватых сред. М: Недра, 232 с.

Jerauld G.R., Salter S.J. (1990). The Effect of Pore-Structure on Hysteresis in Relative Permeability and Capillary Pressure. *Pore-Level Modeling. Trans. Porous Media*, 5, pp. 103-151. <https://doi.org/10.1007/BF00144600>

Сведения об авторе

Вячеслав Михайлович Максимов – профессор, доктор тех. наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 28.06.2018;
Принята к публикации 23.11.2018; Опубликована 30.03.2019

IN ENGLISH

Generalized law of multiphase filtration and new effects of surface phenomena at two-phase flows in a porous medium

V.M. Maksimov

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
E-mail: vmaks@ipng.ru

Abstract. The generalized law of multiphase filtration, which explicitly takes into account the viscous interaction between fluids, capillary and gravitational effects, is analyzed. A special case is considered – a two-phase filtration flow as the basis of the technology of oil reservoirs flooding. A method for determining new material functions – «coupling» phase permeabilities, and their quantitative contribution to the field development indicators is given. A new effect of the dependence of capillary forces on the direction of flow in anisotropic media has been revealed.

Keywords: multiphase flow, porous media, interaction between fluids, water flooding technology, phase permeability's, «coupling» effects, capillary pressure

Recommended citation: Maksimov V.M. (2019). Generalized law of multiphase filtration and new effects of surface phenomena at two-phase flows in a porous medium. *Georesursy = Georesources*, 21(1), pp. 86-91. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.86-91>

References

Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. (1993). Podzemnaya gidromekhanika [Underground Hydromechanics]. Moscow: Nedra. 414 p. (In Russ.)
Dmitriev N.M., Dmitriev V.N., Maksimov V.M., Kuz'michev A.N. (2014). Two-phase fluid flow in an orthotropic porous medium: Experiment and theory. *Fluid Dynamics*, 6, pp. 783-788. <https://doi.org/10.1134/S001546281406009X>
Jerauld G.R., Salter S.J. (1990). The Effect of Pore-Structure on Hysteresis in Relative Permeability and Capillary Pressure. *Pore-Level Modeling. Trans. Porous Media*, 5, pp. 103-151. <https://doi.org/10.1007/BF00144600>

Kolesnichenko A.V., Maksimov V.M. (1999). Thermodynamics of multiphase thermo-active mixture. Darcy and diphysion laws. Preprint No 52 Keldysh IPM RAN. 32 p. (In Russ.)

Kuznetsov A.M., Baishev A.V., Kuznetsov V.V. (2010). Determination of the initial water saturation and capillary curve by centrifugal method. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 49-51. (In Russ.)

Maksimov V.M. (1994). Osnovy gidrodinamiki plastovykh sistem [Basic Hydrodynamics of the field systems]. Moscow: Nedra, 202 p. (In Russ.)

Maksimov V.M. (2015). Generalized low of multiphase through porous media and «coupling» effects during the oil displacement by water. *Mathematical modeling*, 27(4), pp. 21-31. (In Russ.)

Maksimov V.M. (2016). Thermodynamic study of multiphase flows during the hydrocarbon field development. *Aktualnye problemy nefiti i gaza* [Actual problems of oil and gas], 2(14). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-14.art2

Nikolaevsky V.N. (1984). *Mechanika poristyykh i treshchinovatykh sred* [Mechanics of Porous and Fractured Media]. Moscow: Nedra, 232 p. (In Russ.)

Nigmatulin R.I. (1987). *Dinamika mnogofaznykh sred* [Dynamics of multiphase media]. Part 1. Moscow: Nauka, 462 p. (In Russ.)

About the Author

Vyacheslav M. Maksimov – Professor, DSc (Engineering), Chief Researcher, Head of Laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences
3, Gubkin st., Moscow, 117971, Russian Federation
Tel: +7(499)135-73-71, e-mail: vmaks@ipng.ru

Manuscript received 28 June 2018;

Accepted 23 November 2018;

Published 30 March 2019